

ВПЛИВ ХІМІЧНОГО СКЛАДУ ПЛАСТОВИХ ВОД НА КОРОЗІЮ ТА РУЙНУВАННЯ БУРИЛЬНИХ ТРУБ

Л.Я. Побережний, І.І. Чудик, А.В. Грицанчук, В.В. Гицанчук

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, Україна

Abstract. The effect of the chemical composition of reservoir water on the nature and causes of drill pipe failure has been investigated. Chlorides are found to be the main useful component of jamming liquids. Significant localization of corrosion processes was recorded with the formation of deep pores, which become the origin of corrosion-fatigue cracks.

Keywords: killing flude, formation water, corrosion fatigue, hydrogen assisted cracking

Більшість нафтогазових родовищ нашої держави знаходяться на завершальній стадії розробки, разом з тим нагальним завданням є необхідність у підтриманні та нарощуванні видобутку вуглеводнів. Реалізація означених задач можлива в двох напрямках, а саме: введення в дію нових родовищ та інтенсифікація видобування вуглеводнів із вже діючого фонду експлуатаційних свердловин. Слід зазначити, що підтримання та інтенсифікація видобування вуглеводнів пов'язані з різного роду технологічними операціями у свердловині, які, зазвичай, виконуються з використанням рідин глушіння. Головною задачею рідин глушіння є попередження виникнення флюїдопрояву та збереження початкових фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивного колектору. Залежно від основного компоненту існують різного роду рідини глушіння, серед яких найбільшого поширення отримали рідини на основі полімерних структуротвірників або неорганічних солей [1]. Такі рідини мають або природне (пластові води відомої мінералізації), або штучне походження (розсоли неорганічних солей відповідного компонентного складу та концентрації). Перевагами таких рідин є можливість широкої варіації їх густини, мінімальний вплив на набухання гірських порід і збереження початкових колекторських властивостей продуктивних гори- 342 зонтів, низька температура замерзання та високі показники термостабільності. До недоліків слід віднести значно вищі витрати рідини глушіння через відсутність непроникного екрану (фільтраційної кірки) на стінках свердловини та поглинання розсолу поруватим простором продуктивних пластів [2]. Крім того, використання пластової води, як рідини глушіння, може провокувати виникнення мікробіологічної корозії, пов'язаної з наявністю сульфівідновних, тіонових та інших бактерій у пластовій воді залежно від її природи [3]. Тому, зазвичай, застосовують рідини глушіння штучного походження, які попередньо ретельно очищують від сторонніх механічних домішок – імовірних кольматантів продуктивного пласта [2]

В процесі тривалої експлуатації внаслідок взаємодії із пластовою водою та буровим розчином проходить зношування елементів бурової колони, насамперед бурильних труб та їх різьбових з'єднань. Як показав аналіз відмов, основними їх причинами є корозійні ушкодження (corrosion damages), корозійно-втомне руйнування (corrosion-fatigue failure) та промиви (wash outs) (рис. 1). [4]. Також для обводнених свердловин значну небезпеку становить процес гідратуутворення, який інтенсифікує внутрішньотрубну корозію [5], викликає підвищену локалізацію корозійних процесів [6] та є однією з причин ерозійних ушкоджень промислових трубопроводів [7].



Рис. 1. Найпоширеніші пошкодження бурових труб: внутрішня корозія (а), втомне та корозійно-втомне руйнування б)

Об'єктом дослідження вибрано бурові труби зі сталі марки G105 із товщиною стінки 9,19 мм, хімічний склад якої наведено у табл. 1. Лабораторією корозійно-механічної деградації матеріалів та конструкцій ІФНТУНГ за технічної підтримки ТОВ «Геосинтез Інженіринг» був проведений фізико-хімічний аналіз двох вірців рідини глушіння вилученої з досліджуваних свердловин (табл. 2).

Таблиця 2 – Фізико-хімічні показники рідин глушіння

Параметр	Показник	
	Рідина глушіння №1	Рідина глушіння №2
Густина, кг/м^3	1090	1190
pH	7,22	3,57
Ca^{2+} , мг/л	301	36230
Mg^{2+} , мг/л	–	–
Cl^- , мг/л	60922	154425
NO_3^- , мг/л	–	1714
SO_4^{2-} , мг/л	376	223
CO_3^{2-} , мг/л	4	–
HCO_3^- , мг/л	1436	2520

За результатами хімічного аналізу встановлено, що основним корозивним компонентом в обох досліджуваних рідинах глушіння є розчинні хлориди, висока концентрація яких становитиме значну корозійну небезпеку для нафтогазового обладнання. Крім того, одна із досліджуваних рідин володіє досить низьким рівнем pH, що додатково підвищує ризики аварійних ситуацій.

Загальна швидкість корозії розраховувалась за втратою маси металевих вірців за час дослідження, [3]:

$$K_t = \frac{8,76 \cdot 10^6 (m_1 - m_2)}{S t \rho},$$

де K_t – швидкість корозії при температурі t ($^{\circ}\text{C}$), мм/рік;

m_1 – маса вірця до тесту, г;

m_2 – маса вірця після тесту, г;

S – початкова площа вірця, мм^2 ;

t – час, год.;

ρ – густина матеріалу, г/см^3 .

Швидкість пітингової корозії розраховувалась за формулою, [3]:

$$K_p = \frac{h \cdot 365}{d}$$

де K_p – швидкість пітингової корозії при температурі t ($^{\circ}\text{C}$), мм/рік;

h – глибина найбільшого пітингу, мм;

d – час корозії, доба.

Візуальне дослідження внутрішньої поверхні пошкоджених бурильних труб показало значний рівень корозійних уражень і яскраво вираженою локалізацією. Така корозійна поведінка свідчить про високу агресивність досліджуваних рідин глушіння. Можна стверджувати, що корозійний чинник у даному випадку був основною причиною руйнування бурильної труби.

Наступним етапом досліджень було лабораторне моделювання експлуатаційних умов та дослідження корозії зразків, вирізаних із стінки труби. Випробовування проводили при температурі 150 °C у рідинах глушіння №1 та №2 (РГ1 та РГ2). Встановлено, що в середовищі рідини глушіння №2 сталь марки G-105 піддається пітинговій корозії, швидкість якої становить 62,05 мм/рік (рис. 5). В середовищі РГ1 ознаки пітингової корозії на металевих зрізках відсутні. Результати досліджень загальної корозії наведені в таблиці 2.

Таблиця 2 – Результати дослідження корозійної активності рідин глушіння при температурі 150 °C

Середовище	Маса зрізця до тесту (m_1), г	Маса зрізця після тесту (m_2), г	Швидкість загальної корозії за температури t , мм/рік	Швидкість пітингової корозії, мм/рік
РГ1	15,2152	15,1860	0,199	Не спостерігається
РГ2	15,0881	14,8572	1,58	62,5

Аналіз характеру пошкоджень поверхні труб показав практично рівномірну корозію у РГ1 (рис. 4), де незначна локалізація спостерігається лише вздовж текстурних слідів механообробки. Натомість, у РГ2 фіксуємо сильну пітингову корозію (рис. 6). Швидкість локальної корозії становить 58,9-62,5 мм/рік, що значно скорочує ресурс труб. Механізм внутрішньотрубної пітингової корозії бурових труб наведено на рис. 7.

Згідно діючих нормативних документів [17-18], допустима залишкова товщина стінки повинна становити не менше 70% номінальної. Тоді для досліджуваних труб з товщиною стінки 9,19 мм у середовищі РГ2 ресурс складатиме 16,65 днів. І це лише за умови дії самого корозійного чинника. Можемо зробити висновок, що використання труб марки G105 для розробки родовищ із кислими високомінералізованими пластовими водами є економічно недоцільним, однак при значеннях рН, близьких до нейтрального ці труби мають належний рівень опору корозії.

Відповідно до міжнародного стандарту NACE Standard RP0775-2005 [17] швидкість корозії у середовищі РГ1 при температурі 150°C можна класифікувати як високу (High). В РГ2 – як дуже високу (Severe). Такий рівень корозійної активності наведених вище промивальних рідин негативно впливає на довговічність обладнання та бурильного інструменту, що працює в умовах високих температур.

Висновки.

1. За результатами хімічного аналізу рідин глушіння встановлено, що основним корозивним компонентом є розчинені у них хлориди.
2. Корозійні випробовування показали значну корозійну активність обох рідин глушіння на рівнях «HIGH» та «SEVERE» за NACE Standard RP0775-2005
3. У рідині глушіння №2 внаслідок синергічної дії високої кислотності та концентрації хлоридів рівень локалізації корозійних процесів (пітингоутворення) відповідає найвищому за шкалою NACE Standard RP0775-2005 «SEVERE». Така корозійна поведінка викликати значні корозійно-механічні пошкодження навантажених відповідальних елементів внаслідок концентрації напружень у місцях пітингу.
4. Швидкість пітингової корозії на металевих зрізках бурильної труби 73,02 x 9,19 G-105 в середовищі рідини глушіння №2 становить 58,5 ... 62,05 мм/рік. У відповідності до галузевого стандарту ГСТУ 320.02829777.002-95 «Інструкція по

проведенню неруйнівного контролю нарізних труб нафтового сортаменту в процесі їх експлуатації», залишковий ресурс експлуатації бурильних труб в промивальній рідині №2 становить 16,65 діб, що свідчить про недоцільність використання труб марки G105 у кислих високомінералізованих рідинах глушіння.

Література

1. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.
2. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М.: КУБК-а, 1997. – 352 с.
3. Велиева Р.Г., Гамидова Н.С., Азимов Н.А., Ибрагимова Г.Б., Ахмедова А.В. Защита НКТ от микробиологической коррозии в скважинах месторождения Гюнешли // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 7. – С. 112-115.
4. Kryzhanivskyi, E. I., Hoisan, I. M., & Student, O. Z. (2014). Specific features of the growth of fatigue cracks in 36G2S steel of drill pipes after the recovery heat treatment. *Materials Science*, 50(1), 92-97. doi:10.1007/s11003-014-9695-6
5. Poberezhny, L., Hrytsanchuk, A., Hrytsuliak, G., Poberezhna, L., & Kosmii, M. (2018). Influence of hydrate formation and wall shear stress on the corrosion rate of industrial pipeline materials. *Koroze a Ochrana Materialu*, 62(4), 121-128. doi:10.2478/kom-2018-
6. Obanijesu, E. O., Pareek, V., Gubner, R., & Tade, M. O. (2011). Hydrate formation and its influence on natural gas pipeline internal corrosion. *Nafta*, 62(5-6), 164-173.
7. Standard, N. A. C. E. (2005). Preparation and Installation of Corrosion Coupons and Interpretation of Test Data in Oilfield Operations. *NACE RP0775-2005, Houston, TX, NACE International Publication, Item*, (21017).